Office national de l'énergie
National Energy Board

Info-Énergie

Décembre 2010

Faits marquants dans le secteur énergétique au Canada en 2010

Le caractère dynamique de notre filière énergétique fait de ce secteur un des sujets de conversation préférés des Canadiens et Canadiennes. Cette année, afin d'alimenter la discussion, l'ONÉ a préparé une série de résumés sur ce qu'il considère être les faits marquants de 2010. Voici donc, sans ordre particulier, une liste des événements nationaux et régionaux qui ont eu des répercussions immédiates ou pourraient en avoir sur l'avenir énergétique du Canada.

L'ONÉ donne son aval au projet gazier Mackenzie

En décembre, l'Office national de l'énergie a donné son aval au projet gazier Mackenzie, le plus grand projet de mise en valeur qui soit dans le Nord canadien.

Le désastre dans le golfe du Mexique incite l'ONÉ à revoir ses exigences en matière de forages extracôtiers dans l'Arctique

Beaucoup de Canadiens et Canadiennes se sont inquiétés à l'été 2010 à l'occasion d'un des pires déversements de pétrole jamais vus. En réaction à cet événement, l'ONÉ a annoncé qu'il passerait en revue ses exigences en matière de sécurité et d'environnement pour les forages extracôtiers dans l'Arctique.

La baisse des prix et la hausse des coûts freinent la production de gaz naturel au Canada

La diminution de la production de gaz naturel au Canada s'est poursuivie pour une quatrième année de suite. Les bas prix du gaz naturel et les occasions plus intéressantes dans le secteur du pétrole expliquent la baisse du nombre de forages de puits de gaz. La hausse des coûts des services pétroliers et gaziers et de la main-d'œuvre en fin d'année expliquent probablement aussi en partie ce recul.

Les provinces de l'Atlantique explorent les possibilités de partage de l'énergie

Des accords de coopération entre les provinces de l'Atlantique en vue de mettre en valeur les ressources hydroélectriques de la région ont ouvert la voie à des plans pour de nouveaux projets de transport d'électricité et d'exploitation de l'énorme potentiel hydroélectrique du cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador.

De nouvelles occasions et de nouveaux enjeux pour le gaz de schiste

La production de gaz de schiste au Canada et aux États-Unis a connu un essor fulgurant en 2010 et a donné accès à une nouvelle ressource énergétique extrêmement abondante. Parallèlement à cette croissance, des voix se sont élevées concernant les répercussions environnementales du forage, en particulier l'utilisation de l'eau et la qualité des eaux souterraines.

La sécurité retient l'attention après des ruptures de pipelines en Amérique du Nord

La rupture de pipelines aux États-Unis a mis en relief l'importance de l'intégrité des pipelines pour la sécurité du public et la protection de l'environnement.

Le secteur énergétique canadien dans la mire des investisseurs étrangers

La croissance rapide de la demande d'énergie a incité de nombreux pays asiatiques à investir dans plusieurs projets énergétiques au Canada en 2010.

Nouvelles normes sur le carburant et les émissions

Le Canada et les États-Unis ont conjointement mis en place de nouvelles normes d'émissions plus rigoureuses pour les véhicules de tourisme qui seront produits de 2011 à 2016. Ils ont également adopté une nouvelle réglementation touchant les carburants produits à partir de sources renouvelables et utilisés dans le transport.

ISSN 1925-2714

Canada

La croissance économique mondiale stimule les prix de l'énergie et les recettes découlant des exportations d'énergie

L'augmentation rapide de la production de gaz de schiste a contribué à la stabilité des prix du gaz naturel en 2010, ce qui n'était pas pour déplaire aux propriétaires de maisons qui ont profité de prix relativement bas. En contrepartie, la légère hausse des prix du pétrole par rapport à 2009 a obligé les conducteurs canadiens à payer leur essence un peu plus cher à la pompe.

Intensification de l'activité dans les sables bitumineux et vigilance environnementale accrue

Un certain nombre de projets d'exploitation des sables bitumineux mis en attente durant la crise économique mondiale ont été relancés en 2010. À l'image de la production qui a augmenté, la vigilance des parties prenantes du secteur environnemental, au Canada comme à l'étranger, s'est accrue.

Le charbon de plus en plus remplacé par des sources plus propres pour la production d'électricité

Les gouvernements fédéral et provinciaux ont uni leurs efforts pour favoriser le remplacement de la production d'électricité à partir de charbon par des technologies plus propres, surtout des centrales alimentées au gaz naturel. Des efforts considérables ont aussi été faits pour encourager l'utilisation d'énergies renouvelables.

L'ONÉ donne son aval au projet gazier Mackenzie

En 2010, l'Office national de l'énergie a approuvé le projet gazier Mackenzie, le plus grand projet de mise en valeur qui soit dans le Nord canadien.

Ce projet comprend le pipeline de la vallée du Mackenzie d'une longueur de 1 196 kilomètres, trois champs gaziers terrestres et un gazoduc de 457 kilomètres de longueur pour amener les liquides de gaz naturel d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à un oléoduc existant à Norman Wells, aussi dans les Territoires du Nord-Ouest, et à d'autres installations. D'une capacité de 34,3 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz naturel par jour – un volume suffisant pour alimenter les deux tiers des six millions de foyers canadiens utilisant le gaz naturel pour le chauffage en 2009 –, le pipeline de la vallée du Mackenzie s'étendrait de la mer de Beaufort jusque dans le nord-ouest de l'Alberta. Selon les plus récentes estimations de L'Impériale, effectuées en 2007, le coût de ce projet s'élèverait à 16 milliards de dollars.

Les audiences de l'ONÉ sur le projet ont commencé en janvier 2006 et se sont terminées en avril 2010 par les plaidoiries. L'Office a tenu un total de 58 séances d'audience dans 15 collectivités des Territoires du Nord-Ouest et du nord de l'Alberta, auxquelles ont participé plus de 200 personnes et organisations.

Le projet, s'il devait se réaliser, apporterait des avantages économiques considérables pour les populations autochtones, les résidents du Nord et l'ensemble de la population canadienne. Il générerait également des emplois et des occasions de contrats et d'affaires, et créerait une forte activité économique, des revenus d'emploi et des revenus fiscaux.

L'autorisation de l'Office était assortie de plus de 250 conditions touchant la sécurité, la protection de l'environnement et les aspects techniques. Les Motifs de décision de l'ONÉ pour le projet gazier Mackenzie sont disponibles à cette adresse : http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rthnb/pplctnsbfrthnb/mcknzgsprjct/rfd/rfd-fra.html.

Le désastre dans le golfe du Mexique incite l'ONÉ à revoir ses exigences en matière de forages extracôtiers dans l'Arctique

Le 20 avril dernier survenait une explosion sur la plate-forme Deepwater Horizon exploitée par Transocean Ltd. qui effectuait des opérations de forage dans le cadre du projet Macondo de BP dans le golfe du Mexique, entraînant l'écroulement de la plate-forme et la mort de 11 travailleurs. Le 15 juillet, après 87 jours, la fuite de pétrole dans l'eau du golfe était finalement colmatée après la mise en place d'un « entonnoir » sur la tête du puits. Au total, plus de 4,9 millions de barils de pétrole se sont écoulés dans la mer, faisant de cet accident le pire de l'histoire des États-Unis. La quantité de pétrole déversée est 16 fois plus importante que celle survenue lorsque l'Exxon Valdez s'est échoué près des côtes de l'Alaska, en 1989.

La population canadienne veut être certaine que toutes les mesures sont prises pour éviter qu'un tel événement se produise au Canada. En réaction à ce désastre, l'ONÉ a lancé une revue des exigences en matière de sécurité et d'environnement pour les forages extracôtiers dans le milieu unique qu'est l'Arctique canadien. L'exercice vise à examiner les meilleurs renseignements disponibles sur les dangers,

les risques et les mesures de sécurité liés aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien. L'Office étudiera aussi la pertinence d'adopter d'autres mesures pour prévenir les accidents et les défaillances, et pour intervenir au besoin. Afin d'obtenir de plus amples renseignements, veuillez consulter la page Revue des exigences en matière de forages extracôtiers dans l'Arctique sur le site Web de l'ONÉ.

La baisse des prix et la hausse des coûts freinent la production de gaz naturel au Canada

Nouveau phénomène en 2007, la baisse de la production de gaz naturel au Canada s'est poursuivie en 2010. À la fin de novembre, la production moyenne pour l'année s'établissait à 14,4 Gpi^3/j, un recul de 5 % par rapport à 2009 et de 14 % par rapport à 2007. La faiblesse des prix a dissuadé beaucoup de producteurs à forer de nouveaux puits de gaz naturel et en a incité un grand nombre à concentrer leurs activités dans le secteur pétrolier, où les prix sont plus intéressants. Il s'en est inévitablement suivi une réduction considérable du nombre de nouveaux puits de gaz naturel forés. À la fin de novembre, beaucoup de producteurs avaient interrompu une partie de leur production et attendaient un raffermissement des prix pour la relancer. Par ailleurs, alors que les coûts de production du gaz dans l'Ouest canadien en 2009 étaient inférieurs à ceux de 2007, tel qu'indiqué récemment dans la Note d'information sur l'énergie de l'ONÉ, ils ont augmenté à la fin de 2010. L'accroissement de l'activité pétrolière a fait grimper les prix des services de complétion de puits et les salaires des employés spécialisés.

Parallèlement, dans un effort visant à stimuler les opérations pétrolières et gazières, le gouvernement de l'Alberta a réexaminé son régime de redevances au début de 2010, mais les nouvelles redevances n'entreront en vigueur qu'en janvier 2011. Une vente aux enchères de droits sur le pétrole et le gaz en 2010, à l'exclusion des sables bitumineux, a rapporté à ce gouvernement la somme de 2,4 milliards de dollars, ce qui surpasse l'ancien record de 1,8 milliard de dollars atteint en 2005.

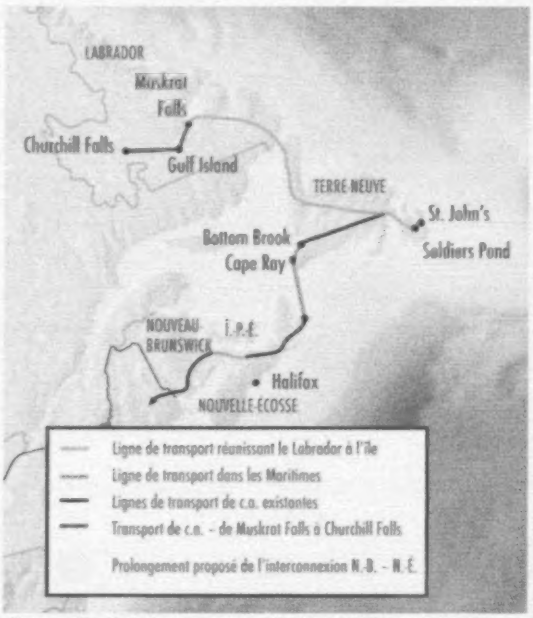
Les provinces de l'Atlantique explorent les possibilités de partage de l'énergie

Le 13 juillet 2010, les gouvernements de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de l'Île du-Prince-Édouard et de Terre-Neuve-et-Labrador ont conclu un accord de collaboration pour l'exploitation énergétique, en particulier des projets de transport d'énergie à l'extérieur de leurs limites territoriales. La porte d'entrée de l'énergie de l'Atlantique, une initiative en stagnation depuis un certain temps, est de nouveau au programme. L'accord a débouché sur d'autres ententes touchant la construction d'une nouvelle ligne de transport entre la Nouvelle Écosse et le Nouveau-Brunswick, l'installation d'un nouveau câble sous-marin reliant l'Île-du-Prince-Édouard et le Nouveau-Brunswick, ainsi que des lignes de transport sous-marines rattachant le Labrador à Terre-Neuve et à la Nouvelle-Écosse. Ces ententes devraient aider les provinces concernées à mettre en valeur l'énorme potentiel hydroélectrique du cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador. Cette région renferme deux sites où pourraient être aménagés de grands barrages hydroélectriques, soit Muskrat Falls, d'une capacité de 825 mégawatts, dont la construction est prévue d'ici 2017, et Gull Island, d'une capacité trois fois supérieure environ. Ce dernier projet n'est pas inclus de façon définitive dans les ententes signées. Pour plus de renseignements sur la mise en valeur du projet sur le cours inférieur du fleuve Churchill d'une valeur de 6,2 milliards de dollars, veuillez consulter le site Web du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.

De nouvelles occasions et de nouveaux enjeux pour le gaz de schiste

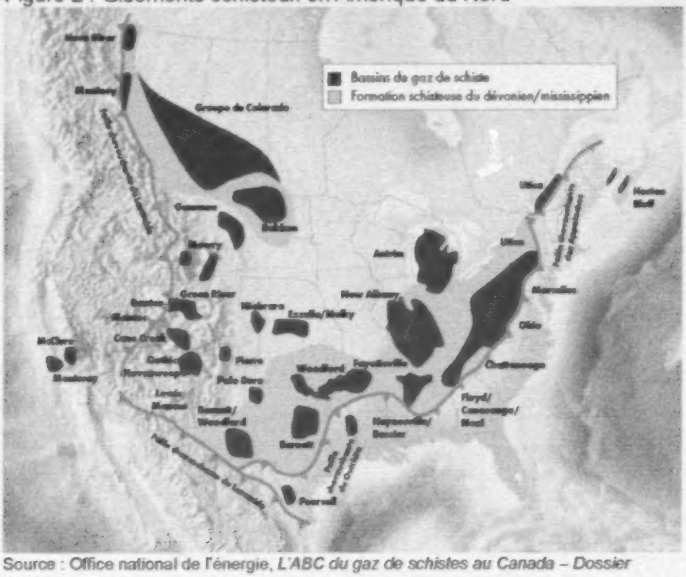
La production de gaz de schiste a considérablement augmenté en 2010 et a plus que neutralisé la baisse de production classique, amenant l'offre gazière en Amérique du Nord à un nouveau sommet. Selon certaines estimations, le gaz de schiste représente désormais 20 % de la production de gaz naturel

Figure 1: Carte des liens de transport proposés vers l'île de Terre-Neuve et les Maritimes



Source : Site Web du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador (pour la version originale anglaise)

Figure 2 : Gisements schisteux en Amérique du Nord



Source : Office national de l'énergie, *L'ABC du gaz de schistes au Canada – Dossier énergie*

aux États-Unis, une hausse de 5 % par rapport aux niveaux d'il y a quelques années à peine. Plus particulièrement, l'exploitation du schiste de la formation Marcellus dans le Nord-Est des États-Unis entraîne un inversement du sens habituel d'écoulement des pipelines nord-américains. En plus de causer une baisse des exportations de gaz naturel de l'Ouest canadien vers l'État de New York en passant par l'Ontario et le Québec, cette nouvelle production pourrait se traduire par l'inversement du sens d'écoulement des canalisations transportant le gaz de l'Ontario et du Québec vers les États-Unis. Dans le cadre de son examen de 2010 du marché du gaz naturel (2010 Natural Gas Market Review), la Commission de l'énergie de l'Ontario a analysé les sources existantes et les nouvelles sources potentielles de gaz naturel s'offrant aux marchés de l'Ontario afin d'obtenir les prix les plus concurrentiels qui soient.

Inspecteurs de pipelines
Source : Office national de l'énergie

L'exploitation du gaz de schiste soulève aussi certaines questions auprès des parties prenantes dans les localités visées. Dans les états de New York et de la Pennsylvanie, ainsi qu'au Québec, on constate une forte résistance à l'augmentation des activités de forage de puits. Au Québec, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) a entrepris une enquête publique sur le développement durable du gaz de schiste de la formation d'Utica. L'enquête a porté sur les inquiétudes de la population relativement à l'utilisation de l'eau et aux risques de contamination de l'eau souterraine par suite des opérations de fracturation hydraulique. Pour un complément d'information voir le site Web de l'examen de la Commission de l'énergie de l'Ontario (en anglais) et celui de l'enquête du BAPE.

La sécurité retient l'attention après des ruptures de pipelines en Amérique du Nord

La rupture de pipelines aux États-Unis a amené les Canadiens et Canadiennes à réévaluer l'importance de la sécurité des pipelines. En juillet, le bris d'une canalisation d'Enbridge dans le sud du Michigan s'est soldé par le déversement de plus de 18 000 barils de pétrole brut dans la rivière Kalamazoo et a forcé la fermeture du pipeline pendant neuf semaines. Moins de deux mois plus tard, une fuite dans une autre canalisation, près de Chicago, a provoqué le déversement d'environ 6 100 barils de pétrole et nécessité la fermeture de ce pipeline, d'une capacité de 670 000 barils par jour, pendant huit jours.

En novembre, d'autres incidents ont à nouveau obligé Enbridge à interrompre le service d'une de ses canalisations par mesure préventive et à fermer la canalisation 6B qui achemine du pétrole brut de Griffith, en Indiana, à Sarnia, en Ontario. D'autres interruptions, causées par une panne de courant en Illinois, ont perturbé le réseau d'Enbridge.

Ces incidents ont eu des répercussions sur les expéditions de pétrole brut canadien, ont nécessité le recours à la répartition sur les oléoducs transportant du pétrole brut vers les marchés d'exportation et ont contribué à faire baisser les prix du pétrole brut canadien. La répartition est un mécanisme utilisé quand la demande de transport de pétrole par les expéditeurs à un moment quelconque, que ce soit en temps normal ou lorsque la capacité de transport est réduite comme dans la présente situation, excède la capacité du réseau de pipelines.

Le 10 septembre 2010, une explosion survenue sur un gazoduc à San Bruno (une banlieue de San Francisco), en Californie, a coûté la vie à huit personnes, en plus de détruire 37 maisons et d'en endommager d'autres. La canalisation

Tableau 1 – Acquisitions étrangères dans le secteur canadien de l'énergie

Investisseurs étrangers	Contreparties canadiennes	Actif	Valeur (en $CAN)	Produit de base
Sinopec International Petroleum Exploration Company	ConocoPhillips	Exploitation minière de Syncrude	4,65 G$	Sables bitumineux
Apache Corporation	British Petroleum Plc	Actifs pétroliers et gaziers en amont	3,4 G$	Pétrole brut et gaz naturel
PTT Exploration and Production de Thaïlande	Projet d'exploitation des sables bitumineux de Statoil	Projet d'exploitation des sables bitumineux canadiens	2,3 G$	Sables bitumineux
Total E&P Canada	Suncor Energy Inc.	Coentreprises dans le projet de Fort Hills, projets d'exploitation des sables bitumineux de Joslyn Oil et usine de valorisation Voyageur	1,7 G$	Sables bitumineux
Total E&P Canada	UTS Energy Corporation	Principal investissement : participation de 20 % dans le projet d'exploitation des sables bitumineux Fort Hills	1,5 G$	Sables bitumineux
Harvest Energy Operations (filiale en propriété exclusive de la Korea National Oil Corporation)	Projet d'exploitation des sables bitumineux BlackGold	Projet d'exploitation des sables bitumineux BlackGold	374 M$	Sables bitumineux
China Investment Corporation (CIC)	Penn West Energy Trust	Actifs dans le bitume de la région de la rivière de la Paix, dans le nord de l'Alberta	817 M$	Sables bitumineux
Coentreprise 50/50 avec Mitsubishi Corporation	Penn West	Actifs dans le gaz de schiste dans le nord-est de la Colombie-Britannique	Coentreprise 50/50	Gaz naturel
Samsung et Korea Electric Power Corporation	Ontario	Mise en valeur de projets d'énergie éolienne et solaire	6,6 G$	Électricité
Korea National Oil Company	Hunt Oil	Actifs canadiens pétroliers et gaziers	525 M$	Pétrole brut et gaz naturel

Source : *Nickel's Daily Oil Bulletin*

est exploitée par Pacific Gas and Electric Company, le plus grand propriétaire de services publics de l'État de la Californie.

L'événement a ramené la question de la sécurité des installations à l'avant-scène au nord de la frontière. Pour l'ONÉ, la sécurité des infrastructures qui relèvent de lui constitue une priorité absolue. L'Office travaille inlassablement à améliorer la sécurité des pipelines, et les incidents survenus récemment aux États-Unis ont démontré, comme s'il le fallait, la nécessité de demeurer aux aguets.

Conformément à sa démarche basée sur le risque et la surveillance permanente, l'ONÉ a exigé d'Enbridge qu'elle évalue son programme d'intégrité à la lumière des incidents récents survenus aux États-Unis. Il assure un suivi actif auprès de la société. L'ONÉ entend bien tirer des leçons de tous les incidents qui se produisent, et il n'hésite pas à revoir les exigences réglementaires et les activités de conformité au besoin.

D'autres renseignements sur le rôle de l'Office national de l'énergie pour assurer la sécurité des installations canadiennes sont disponibles ici.

Le secteur énergétique canadien dans la mire des investisseurs étrangers

L'année 2010 a été marquée par de nombreuses acquisitions étrangères de sociétés ou d'actifs canadiens dans les secteurs gazier et pétrolier. Au total, 15 transactions d'envergure ont été recensées pour une valeur globale de 23 milliards de dollars. Les trois quarts de ces investissements ont été effectués par des entreprises asiatiques. À cela s'ajoutent des investissements dans le secteur de l'électricité par des coentreprises canado-asiatiques. Le plus notable demeure un accord d'une valeur de 6,6 milliards de dollars pour la réalisation de projets éoliens et solaires en Ontario. Les investissements dans le secteur énergétique canadien sont créateurs d'emplois, en plus d'injecter des capitaux dans l'économie du pays et de favoriser l'éclosion de nouvelles technologies. Le tableau 1 ci-dessous dresse la liste des principaux investissements effectués par des sociétés étrangères.

Nouvelles normes sur le carburant et les émissions

Le 1er septembre dernier, le gouvernement du Canada a annoncé la mise en place du

Règlement sur les carburants renouvelables. Ce règlement établit les volumes minimaux de carburants renouvelables devant être inclus dans les carburants utilisés pour le transport au Canada. Entré en vigueur le 15 décembre 2010, le règlement exige que l'essence contienne 5 % de carburants renouvelables. Pour le carburant diesel et le mazout, l'exigence sera de 2 % à partir de 2011.

Par ailleurs, le Canada et les États-Unis ont dévoilé, le 1er octobre, une nouvelle norme d'émissions pour les véhicules légers. Les normes définitives sont établies sur le rendement des émissions de gaz à effet de serre (GES), et elles seront progressivement plus rigoureuses pour les nouveaux modèles de véhicules de 2011 à 2016. Environnement Canada prévoit que, grâce au règlement, le rendement moyen en émissions de GES des nouveaux modèles de véhicules de 2016 sera réduit de 25 % par rapport à celui des véhicules vendus au Canada en 2008. L'atteinte de ces exigences proviendra principalement de l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules.

Le règlement aidera le Canada à réduire ses émissions de GES dans le secteur des transports, responsable d'environ le quart de toutes les émissions de GES.

La croissance économique mondiale stimule les prix de l'énergie et les recettes découlant des exportations d'énergie

Le secteur de l'énergie joue un rôle de premier plan dans l'économie canadienne, et la conjoncture est l'un des principaux facteurs agissant sur la demande d'énergie et les prix. Alors que l'économie canadienne progressait de plus de 3 % en 2010, les économies émergentes comme la Chine et l'Inde enregistraient des taux de croissance beaucoup plus élevés. La demande sur ces marchés, notamment, explique en grande partie l'augmentation des prix du pétrole à l'échelle mondiale.

En décembre 2010, le prix du brut s'approchait de 90 $US le baril. Il s'agit d'une hausse moyenne d'environ 30 % par rapport à l'année dernière. Pour les consommateurs canadiens, cela s'est traduit par une augmentation du prix de l'essence à la pompe d'environ 9 % par rapport à 2009. Le site Web de l'ONÉ renferme plus de renseignements sur le prix de l'essence. Le tableau qui suit témoigne de l'augmentation du prix d'autres produits de base comme le gaz naturel et l'électricité en 2010.

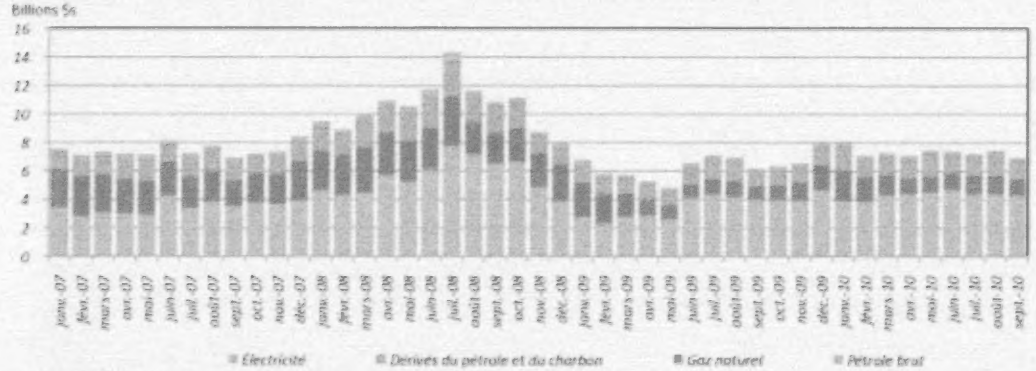
Tableau 2 : Prix de l'énergie

	Moyenne de janvier à novembre		Variation
	2010	2009	2009 à 2010
Pétrole brut WTI ($US/baril)	78,65	60,63	+29,7 %
Gaz naturel à la bourse NYMEX ($US/MBTU)	4,41	4,06	+8,7 %
Prix de détail de l'essence – moyenne canadienne (¢CAN/litre)	102,9	94,4	+9,0 %
Prix de gros de l'électricité – Périodes de pointe en Ontario ($CAN/MWh)	42,30	36,87	+14,7 %

Les prix plus élevés de l'énergie en 2010 ont joué un rôle important dans l'augmentation des recettes d'exportation d'énergie. De janvier à septembre, elles étaient en hausse de près de 20 % par rapport à la même période en 2009. Bien que la croissance des recettes d'exportation d'énergie procure des avantages aux Canadiens et Canadiennes, l'augmentation des prix de l'énergie signifie aussi qu'ils doivent payer plus cher pour chauffer leurs demeures et conduire leurs véhicules.

En 2010, la hausse des prix du pétrole a été principalement attribuable à la croissance de la demande en Asie, en particulier en Chine, où la progression a été d'environ 11 %, ce qui représente près de 40 % de la croissance de la demande mondiale de pétrole. Cet essor des marchés asiatiques rend cette partie du monde particulièrement intéressante pour

Figure 3 : Valeurs des exportations d'énergie



Source : Statistique Canada

les entreprises canadiennes qui exportent du pétrole brut et du gaz naturel.

Intensification de l'activité dans les sables bitumineux et vigilance environnementale accrue

Les sables bitumineux ont continué d'être une composante très en vue de la filière énergétique canadienne, au pays comme à l'étranger. La production totale des sables bitumineux a dépassé 1,5 million de barils par jour en 2010, une hausse d'environ 50 % par rapport à 2005 alors qu'elle avait atteint le cap du million de barils par jour. Le pétrole brut tiré des sables bitumineux représente maintenant 55 % de la production totale de pétrole brut au Canada.

Le débat sur les répercussions environnementales de l'exploitation des sables bitumineux s'est poursuivi tout au long de l'année. Les principales préoccupations portent sur les bassins de résidus, la qualité de l'eau et les émissions de gaz à effet de serre. En juin, Syncrude a été accusée d'avoir manqué à son obligation de protéger les oiseaux autour d'un bassin de résidus toxiques en vertu de l'Environmental Protection and Enhancement Act de l'Alberta et de Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs du Canada, et elle a été condamnée à verser une amende de trois millions de dollars pour sa négligence qui a coûté la vie à 1 600 canards. Depuis l'incident, l'autorité albertaine de réglementation de l'énergie a resserré davantage les règles pour les nouveaux bassins de résidus, ce qui obligera les joueurs dans l'industrie à mettre au point de nouvelles technologies pour réduire et assainir ces bassins.

En octobre, 200 autres oiseaux ont péri après s'être posés dans des bassins de résidus exploités par des producteurs de sables bitumineux. L'activité inhabituelle des oiseaux s'expliquerait par les conditions météorologiques qui rendaient leur vol difficile. Les entreprises ont indiqué que leurs mesures de dissuasion des oiseaux aquatiques étaient pleinement fonctionnelles et que des canons pneumatiques, des pistolets lance-fusées et des avertisseurs sonores supplémentaires avaient été utilisés pour tenter de les éloigner de l'endroit.

En 2010, Suncor a réalisé un exploit dans l'industrie, en devenant la première entreprise à recréer un espace naturel là où se trouvaient des bassins de résidus. La remise en état a été achevée et la phase de restauration a été entreprise. Au cours des 20 prochaines années, Suncor surveillera le site, en particulier la croissance des arbustes et des arbres plantés en 2010. La société a été autorisée à mettre en place ses opérations de réduction des résidus. Celles-ci pourraient réduire de plusieurs dizaines d'années le temps nécessaire pour la remise en état, ce qui accélérerait du même coup le retour à un habitat naturel.

Sept sociétés exploitant des sables bitumineux ont annoncé leur intention de collaborer à l'avancement de la gestion des bassins de résidus par l'innovation et la collaboration en recherche et développement.

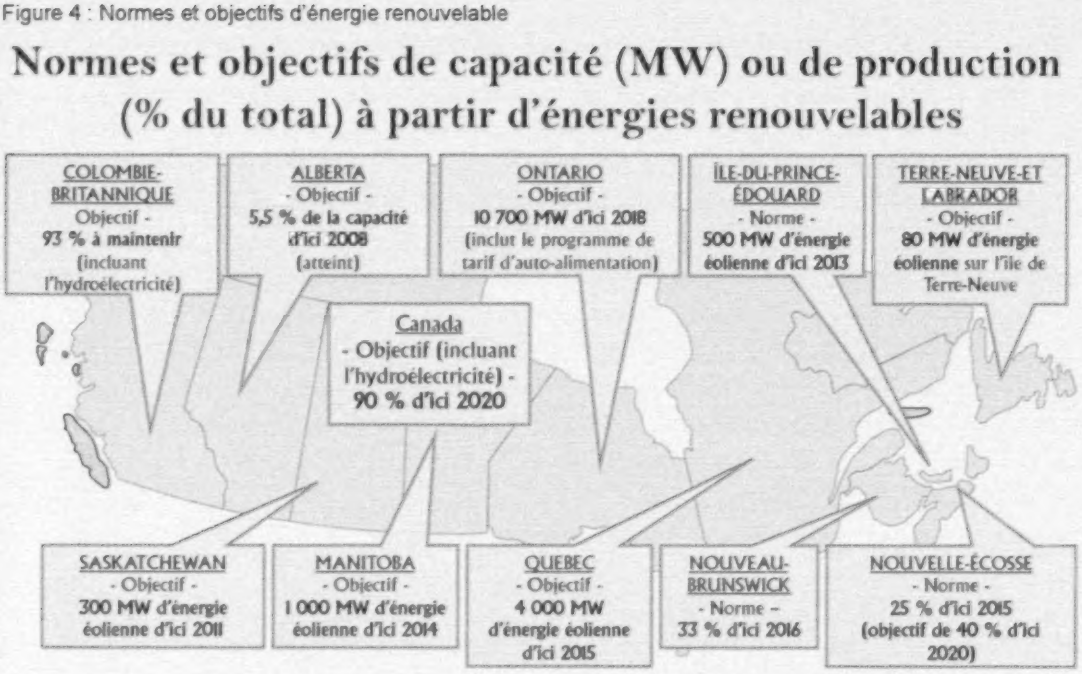
En 2010, la coalition « No Tar Sands Oil Coalition » a été formée et a exigé du président Barack Obama des États-Unis qu'il rejette le projet de pipeline Keystone XL de la société TransCanada Corporation devant transporter le pétrole brut canadien vers la côte américaine du golfe du Mexique. La coalition a reçu l'appui d'un réseau international de groupes d'environnementalistes, de citoyens et d'Autochtones.

Le 30 septembre, Environnement Canada a mis sur pied un groupe consultatif sur les sables bitumineux. Sa formation visait à réagir aux préoccupations soulevées à propos de la pollution industrielle dans la rivière Athabasca et les voies navigables de fonction. Le groupe consultatif a comme mandat de décrire pour le ministre de l'Environnement l'état actuel de la recherche et de la surveillance environnementales dans la région autour des gisements de sables bitumineux en Alberta et de formuler des recommandations pour la mise en place d'un système et de pratiques exemplaires de surveillance de première catégorie et avant-gardiste.

Le charbon de plus en plus remplacé par des sources plus propres pour la production d'électricité

En 2010, des centrales alimentées au charbon d'une capacité de plus de 2 200 mégawatts ont été retirées du service au Canada. C'est en Ontario que l'effort le plus grand a été déployé, mais l'Alberta a elle aussi mis hors service une de ses centrales les plus âgées. La production de ces centrales au charbon sera principalement remplacée par des centrales

Figure 4 : Normes et objectifs d'énergie renouvelable



Source : Office national de l'énergie, Association canadienne de l'énergie éolienne et divers sites Web de gouvernements provinciaux

alimentées au gaz. Toutefois, les plans ou la réglementation proposés ou poursuivis en 2010 exigent que des efforts considérables soient faits à l'avenir pour utiliser davantage les énergies renouvelables.

Le tarif d'auto-alimentation (c.-à-d. le tarif garanti pour la production d'électricité à partir de sources renouvelables) a été instauré en Ontario à la fin de 2009. Depuis, des contrats totalisant une production de plus de 2 500 mégawatts d'énergie renouvelable ont été accordés. Au cours de la dernière année, la Colombie-Britannique et la Nouvelle-Écosse ont toutes deux adopté de nouvelles lois visant à augmenter leur production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ainsi, la Colombie-Britannique augmentera cette production à 93 % de sa consommation totale et la maintiendra à ce niveau. Le plan de la Nouvelle-Écosse, qui fixe comme norme légale la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables à 25 % d'ici 2010, repose principalement sur la volonté de la province de réduire sa dépendance à l'endroit du charbon importé pour la production d'électricité. Par ailleurs, le ministre fédéral de l'Environnement a indiqué son intention de mettre en place, d'ici 2015, une politique interdisant la construction de nouvelles centrales au charbon ou la modernisation d'anciennes centrales (≥45 ans de service), à moins que l'exploitant y installe des technologies de capture et de stockage de CO_2. Cette politique viendrait renforcer la cible que le gouvernement fédéral s'est donnée d'une production sans émissions de gaz à effet de serre représentant 90 % de la consommation d'ici 2020.